



中国石油大学 (华东)
CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM



自然资源保护协会
NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

2026.10

新能源参与市场系列研究

全面市场化下电能量价格机制优化 ——以山西为例



版权说明

版权归自然资源保护协会与中国石油大学（华东）所有。本报告免费下载，转载或引用请注明来源，不得用于任何形式的商业牟利。如有违反，我们保留依法追究其法律责任的权利。

课题组成员

中国石油大学（华东）：翟俊义、韩璐、任芯乐、王晓彬、孙宇
自然资源保护协会：王佳、黄辉、刘季熠



中国石油大学（华东）是教育部直属全国重点大学、国家“双一流”建设高校。新能源学院以动力工程及工程热物理、电气工程、新能源科学与工程等学科为基础，通过开展新能源领域人才培养、基础理论研究、关键技术攻关、科技成果转化和校企协同创新等工作，服务国家能源转型、“双碳”目标。学院重点围绕新能源开发与利用、新型电力系统、储能技术、能源高效转换及低碳能源装备等方面开展教学科研工作，致力于建设新能源领域特色鲜明的高水平研究型学院。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图源：mikeygl/Magnific

执行摘要

新能源全面入市是我国深化电力市场化改革、建设新型电力系统的重要举措。作为全国重要能源生产基地和电力外送大省，山西电力系统长期承担省内供电、跨省外送和能源安全保障功能。近年来，随着风电、光伏装机快速增长，山西电源结构正由传统火电主导逐步向新能源增量替代与火电支撑并存转变。新能源出力具有波动性、间歇性和预测的不确定性，其全面参与市场交易后，对中长期市场、现货市场、辅助服务、容量保障以及绿电绿证等机制提出了更高的要求。

本报告以山西为例，研究新能源全面入市背景下新能源参与电力市场机制设计，重点分析了中长期与现货市场建设和衔接、新能源报价与偏差结算、辅助服务补偿、容量保障、绿电绿证及省内省间市场协同等问题，提出构建体现电能量、容量、灵活性和绿色价值的多层次市场体系，推动新能源由被动消纳向主动参与市场转变，为能源基地型省份建设新型电力系统提供参考。

研究表明，2021-2025年山西新能源装机和发电量增长明显快于火电，尤其是光伏增长最为突出；但从发电总量和利用小时数看，火电仍占据主体地位，继续承担基础供电、系统调节和跨省外送支撑功能。预计2026-2030年，山西风电、光伏装机和发电量将持续提升，新能源合计发电量占比将由约25%提高至约40%；预计火电发电量将在2027年达到峰值，随后进入下降通道。未来五年将是山西电力系统转型升级的关键窗口期。山西电力市场建设需要从单一电能量交易，转向电能量、容量、灵活性和绿色价值协同发展的多层次市场体系。

报告认为，中长期市场应发挥稳定预期和风险管理作用，现货市场则应通过日前和实时出清形成更加准确的价格信号，引导煤电灵活运行、储能合理充放电和用户侧负荷响应；针对新能源高比例接入带来的调节压力，应推动电能量市场与备用、调频等辅助服务市场协同出清，更充分体现灵活性资源的系统价值。

机制电价是新能源全面入市过程中的重要过渡性安排。报告认为，山西应形成“中长期和现货市场形成价格、机制电价进行结算调节”的运行框架。机制电价不参与市场出清，而是通过差价结算稳定新能源合理收益。研究测算，在不考虑绿证收益的情况下，当机制电量占比为85%时，预计风电将于2037年前后完成机制电价退坡，光伏于2041年前后完成退坡；叠加绿证收益后，风电和光伏退坡时间分别提前至2032年前后和2035年前后，说明绿电环境价值的市场化实现有助于降低新能源对机制电价的依赖。

新能源全面入市并不意味着取消政策保障，而是要求保障机制与市场机制协同发力，实现从政策驱动向市场驱动的平稳转型。针对山西实际情况，报告提出应围绕“有序入市、灵活支撑、价值实现”完善山西新能源参与电力市场的制度体系：健全新能源入市衔接机制，强化中长期合约的风险管理功能，并在现货市场中减少不必要的结算干预，使价格更真实反映供需关系；结合山西资源禀赋、电源结构、外送规模和负荷特征，建立差异化实施和全过程评估机制，动态优化机制电量规模等关键参数，确保新能源入市节奏与系统承受能力相协调。

报告还建议完善新能源发展引导机制和绿色价值体系：健全可靠容量补偿机制，逐步将煤电、燃气发电、抽水蓄能、新型储能和具备稳定响应能力的需求侧资源纳入统一评价框架，并完善调频、备用、调峰、快速爬坡等辅助服务市场，按照实际贡献体现灵活调节价值；建立绿证收益与机制电价退坡的动态联动机制，将市场结算均价与绿证收益共同纳入新能源综合收益评估；同时明确机制电量、绿电交易和绿证收益边界，防止重复补偿，推动新能源由政策保障逐步转向市场化经营。

目录

前言	1
第一章 山西省电力供需整体情况分析.....	2
1.1 2021-2025年电力供需情况	2
1.2 2026-2030年电力供需预测分析	4
1.3 火电达峰时间分析.....	5
第二章 新能源入市背景下，山西中长期和现货市场建设.....	7
2.1 新能源入市对山西中长期和现货市场的影响	7
2.2 适应新能源全面入市的山西中长期和现货市场构想	10
第三章 山西适应新能源全面入市的关键市场机制	13
3.1 机制电价的作用定位.....	13
3.2 机制电价实施方案.....	14
3.3 机制电价退坡的量化分析	15
第四章 建议	22
4.1 新能源入市衔接机制.....	22
4.2 新能源发展引导机制.....	24
4.3 新能源绿色价值体系.....	24
附录	27
参考文献	28

前言

在“双碳”目标和新型电力系统建设背景下，我国新能源发展正由规模扩张向高质量消纳和市场化运行转变。风电、光伏出力具有随机性、波动性和间歇性，其大规模接入改变了传统电力供需平衡方式，对交易周期、价格形成、风险管理、辅助服务和容量保障机制提出了更高要求。新能源全面入市成为我国电力市场改革的重要方向。

作为全国重要的能源生产基地和电力外送大省，山西承担着保障区域能源安全和推进绿色低碳转型的双重任务。近年来，山西持续推进电网改造、特高压通道建设、煤电灵活性改造及新型储能配置，新能源接入、跨区输送和系统调节能力不断增强。随着风电、光伏装机的快速增长，山西电力系统正逐步形成新能源增量替代与煤电支撑保障并存的新格局，传统以煤电为主的电力系统运行模式和市场机制亟待优化完善。

新能源全面入市后，山西电力市场面临新的问题。一方面，新能源出力波动加剧了系统调峰、调频和备用压力；另一方面，新能源企业收益更易受到现货价格、预测偏差和中长期合同安排影响。传统以电能量交易为主的市场体系，难以充分体现新能源的绿色价值、灵活调节价值和容量支撑价值，也难以适应储能、需求响应和虚拟电厂等新型主体参与市场的需要。

为应对新能源大规模入市带来的挑战，需要充分发挥中长期市场与现货市场的协同作用，完善价格形成和风险管理机制。中长期市场可通过提前锁定电量和价格，稳定煤电、新能源企业及用户侧预期，降低现货价格波动风险；现货市场则通过实时价格信号反映供需关系，引导煤电灵活运行、储能合理充放电并推动用户主动调整负荷，提升新能源消纳与资源配置效率。随着山西现货市场的出清周期进一步缩短，市场对新能源短时波动和系统供需变化的反应将更加精准。

因此，研究新能源入市背景下山西电力市场发展路径及关键市场机制衔接问题，对于促进山西新能源高质量发展、保障电力安全供应及推动能源转型具有重要意义。本报告以山西为例研究新能源参与电力市场机制设计，重点分析了中长期与现货市场衔接、新能源报价与偏差结算、辅助服务补偿、容量保障、绿电绿证及省内省间市场协同等问题，构建能够体现电能量、容量、灵活性和绿色价值的多层次市场体系，推动新能源由被动消纳向主动参与市场转变，为能源基地型省份建设新型电力系统提供参考。

第一章

山西省电力供需整体情况分析

1.1 2021-2025年电力供需情况

2021年以来，山西电力系统运行特征发生了较为明显的阶段性变化，整体呈现出新能源装机增长、煤电支撑作用突出、省内用电需求增长的基本特征。从发展趋势看，山西省电源结构正由传统煤电主导逐步向新能源增量主导转变，但在系统运行层面，煤电仍然承担着电力保障、调峰支撑和跨省外送的重要职能。

从电源装机来看，2021年以来山西新增装机主要来自新能源，尤其是光伏装机，呈现出加速扩张态势，已成为推动全省电源结构清洁化转型的主力。相比之下，火电装机虽仍保持一定增长，但增速明显低于新能源，这反映出山西省电源建设重心已逐步由传统化石能源转向可再生能源。具体而言，2021年至2025年，山西省风电装机容量增加了710万千瓦，增幅约为33%；光伏装机容量增加了3493万千瓦，增幅约为240%；火电装机容量增加了872万千瓦，增幅约为12%；水电装机容量则基本保持稳定，仅小幅波动。

从发电量来看，过去五年山西新能源发电量增长速度明显快于火电，其中光伏发电量增幅最为显著，这表明随着装机规模快速扩张，新能源已逐步由装机增长向发电量增长传导。但从发电总量上看，火电仍然占据主体地位，说明山西省当前发电结构仍以火电为基础，新能源尚未对火电发电量形成实质性替代。具体而言，2021年至2025年，山西省风电发电量由469亿千瓦时增长至611亿千瓦时，光伏发电量由190亿千瓦时增长至530亿千瓦时，水电发电量总体维持在36亿至50亿千瓦时之间小幅波动，而火电发电量则由3229亿千瓦时增长至3514亿千瓦时（如表1-1所示）。

从用电量来看，过去五年山西省内用电需求持续增长，省内负荷增长与外送任务并存。具体而言，2021年至2025年，山西省内用电量累计增加606亿千瓦时，增幅约为23%；2021年至2025年，山西外送电量整体维持在较高水平，呈现先升后稳的变化特征，这表明山西电力系统既承担省内经济社会发展的供电任务，同时还肩负着较强的跨省电力外送任务。

表1-1 2021-2025年山西各类型电源发电量、装机及用电量											
电量：亿千瓦时；装机容量：万千瓦											
年份	风电		光伏		火电 (煤电+气电+三余)		水电		用电量		总发电量
	发电量	装机容量	发电量	装机容量	发电量	装机容量	发电量	装机容量	省内	省外	
2021	469	2123	190	1458	3229	7533	39	224	2608	1318	3926
2022	466	2318	219	1698	3577	7842	36	224	2721	1578	4299
2023	542	2500	274	2491	3717	8011	38	226	2885	1688	4573
2024	491	2617	406	3477	3684	8198	48	226	2972	1657	4629
2025	611	2833	530	4951	3514	8405	50	226	3214	1491	4705

数据来源：课题组根据山西省统计局和国家统计局的数据整理

从利用小时数来看，过去五年山西的火电利用小时数总体保持高位，说明火电在全省电力系统中仍具有较强的基础保障属性。具体而言，2021年至2025年，风电利用小时数从2021年的2209小时降至2024年的1876小时的低谷，但在2025年回升至2157小时；光伏利用小时数从1303小时降至1070小时，整体呈现波动下降趋势；火电利用小时数从4640小时降至4181小时，虽有所回落，但始终维持在较高水平（如表1-2所示）。

表1-2 2021-2025年山西风电、光伏与火电利用小时数			
年份	风电利用小时数	光伏利用小时数	火电利用小时数
2021	2209	1303	4286
2022	2010	1290	4561
2023	2168	1100	4640
2024	1876	1168	4494
2025	2157	1070	4181

数据来源：课题组根据山西新闻网等相关网站^{[1]-[4]}的数据整理

总体而言，过去五年山西电力需求持续增长。从电源结构看，风电和光伏装机规模快速提升，新能源的发电占比不断增加，但火电仍保持主体地位，这反映出山西电源结构正由火电主导逐步向新能源增量替代与火电支撑并存的格局转变。

1.2 2026-2030年电力供需预测分析

未来五年，山西电力发展将处于由传统能源支撑向新型电力系统加快演进的关键阶段，电力供需格局总体呈现需求持续增长且供给加快转型的特征。山西省明确提出：“十五五”时期，力争新增可再生能源装机1亿千瓦，发挥煤电兜底保障和系统调节作用。同时，山西将布局一批50万千瓦以上的省级大型风光基地，探索新能源一体化、融合化发展路径。未来五年，山西全省电力供需平衡将由总量平衡为主逐步转向总量平衡与高峰时段保障并重，系统保供和调节压力将进一步增强。

基于山西电力系统历史运行数据，本研究通过时序生产模拟测算得到的2026-2030年山西各类型电源发电量、装机容量及用电量如表1-3所示，山西风电、光伏与火电利用小时数如表1-4所示。

表1-3 2026-2030年山西各类型电源发电量、装机及用电量测算											
电量：亿千瓦时；装机容量：万千瓦											
年份	风电		光伏		火电 (煤电+气电+三余)		水电		用电量		总发电量
	发电量	装机容量	发电量	装机容量	发电量	装机容量	发电量	装机容量	省内	省外	
2026	735	3500	499	4336	3610	8702	50	226	3394	1500	4894
2027	832	4100	652	5743	3668	9135	50	226	3552	1650	5202
2028	941	4800	827	7448	3546	9350	50	226	3724	1640	5364
2029	1021	5400	1017	9590	3434	9525	50	226	3892	1630	5522
2030	1083	6000	1186	11704	3301	9800	110	616	4060	1620	5680

数据来源：课题组计算

表1-4 2026-2030年山西风电、光伏与火电利用小时数测算			
年份	风电利用小时数	光伏利用小时数	火电利用小时数
2026	2100	1151	4148
2027	2029	1135	4015
2028	1960	1110	3793
2029	1891	1060	3605
2030	1805	1013	3368

数据来源：课题组计算

从电源装机来看，2026-2030年山西电源结构呈现新能源装机快速扩张、火电装机平稳增长的特征。其中，风电装机由3500万千瓦增至6000万千瓦；光伏装机由4336万千瓦增至11704万千瓦，增长幅度最为明显；火电装机由8702万千瓦增至9800万千瓦，保持小幅增长，仍承担系统基础支撑作用；水电装机在2026-2029年基本稳定，2030年提升至616万千瓦。

从发电量来看，2026-2030年山西风电和光伏发电量持续提高，火电发电量总体下降。风电发电量由735亿千瓦时增至1083亿千瓦时，光伏发电量由499亿千瓦时增至1186亿千瓦时，二者合计发电量由1234亿千瓦时提升至2269亿千瓦时，在总发电量中的占比由约25%提高至约40%。与此同时，火电发电量由3610亿千瓦时下降至3301亿千瓦时，说明随着新能源出力增加，火电发电空间被逐步压缩，但仍保持较高发电规模。

从用电量来看，2026-2030年山西用电需求持续增长，省内用电量成为主要增量来源。总用电量由4894亿千瓦时增至5680亿千瓦时，年均增速约3.8%。其中，省内用电量由3394亿千瓦时增至4060亿千瓦时，是推动山西用电增长的核心因素。

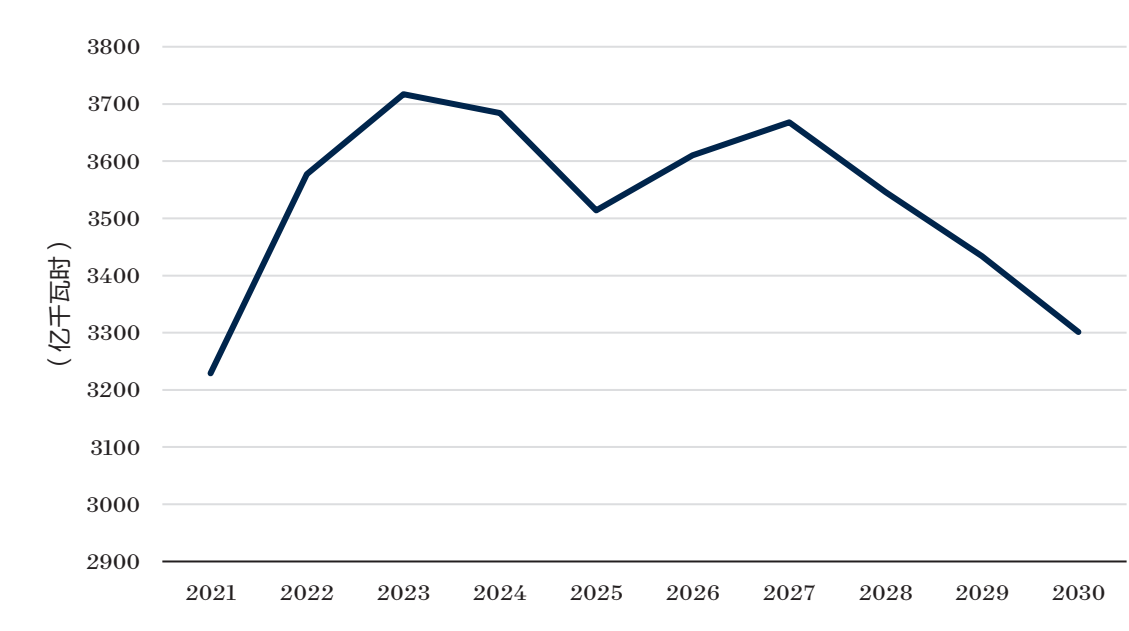
从利用小时数来看，2026-2030年山西新能源利用小时数整体呈下降趋势，但仍处于合理区间。风电利用小时数由2100 h下降至1805 h，始终保持在1800 h以上；光伏利用小时数由1151 h下降至1013 h，下降幅度相对平缓，符合光伏装机快速扩张后利用水平略有下降的特征；火电利用小时数由4148 h降至3368 h，反映出新能源替代效应增强后，火电逐渐由主体供电电源向基础保障和调节支撑电源转变。

总体而言，2026-2030年山西电源结构总体趋势为风电、光伏装机和发电量快速增长，火电装机小幅增加但发电量及利用小时数逐步下降。这表明新能源对火电电量的替代作用不断增强，而火电仍承担系统安全稳定运行和调节支撑功能。

1.3 火电达峰时间分析

结合表1-1及表1-3对山西各类型电源发电量、装机容量及用电量的统计和测算，可以看出，山西在未来五年将进入由传统火电主导向新能源加快崛起转变、由单纯的规模扩张向与结构优化并进发展的关键阶段。2021-2030年的火电发电量曲线如图1-1所示，可以看出，2025-2030年将是山西省电力系统转型升级的关键窗口期，预计这一阶段电源装机结构的绿色化进程将明显快于发电结构的调整，新能源规模扩张与系统消纳能力之间的矛盾也将进一步凸显。总体来看，可再生能源装机占比将快速提升、发电量占比稳步增加；火电发电量占比在短暂提

升后将持续回落，预计火电发电量将于2027年达峰，随后进入下降通道。



图I-1 火电发电量曲线

数据来源：课题组计算

第二章

新能源入市背景下，山西中长期和现货市场建设

2.1 新能源入市对山西中长期和现货市场的影响

2.1.1 新能源入市对中长期市场的影响

根据《山西电力中长期交易实施细则》^[6]，山西中长期市场规定新能源场站优先参与年度、季度和月度的双边交易，以及旬分时段集中竞价交易和提前2-4日的滚动撮合交易，不再参与年度、季度和月度的集中竞价交易。随着新能源全面入市和市场化消纳机制逐步建立，针对新能源发电波动性强、预测难度大的特点，中长期交易规则预计将做出调整：一方面，适度放宽发电侧中长期签约比例限制，明确新能源中长期签约比例原则上不设下限，同时同步优化用户侧签约比例要求，给予市场主体更大交易弹性；另一方面，通过细化中长期市场分时划分标准、调整挂牌交易、集中竞价、滚动撮合等交易类型的限价规则，强化中长期市场与现货市场的衔接协同，有效化解新能源发电波动带来的交易风险。

此外，山西优化了新能源收益保障机制，改变了电力中长期市场分时段交易的下限值，2024年逐个时段限价范围为95.62-764.93元/MWh，而现货市场申报价格区间为0-1500元/MWh。相较于现货市场允许0元/MWh报价，中长期市场设置了更高的价格下限，本质上是通过限制中长期合约价格的过度下探，强化中长期市场的风险对冲和收益稳定功能，降低新能源发电企业因集中出力及现货低价造成的收益波动，为新能源市场化交易提供一定的价格缓冲空间。

2.1.2 新能源入市对现货市场的影响

根据《山西电力现货市场实施细则》^[7]，新能源可自主选择以“报量不报价”或“报量报价”方式参与交易，且一经选择，在一年内保持不变。具备交易能力的新能源项目可通过“报量报价”方式直接参与市场竞争，而暂不具备自主交易条件的项目则通过市场定价方式衔接现货市场，保障其平稳入市。同时，山西创新建立了差价结算机制，将市场交易价格与机制电价之间的差额由全体工商业用户进行分摊或共享，在保障新能源发电收益相对稳定的同时，兼顾用电侧成

本承受能力，实现发用双方的利益平衡。

山西的现货市场规则主要包括《山西电力辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则》^[8]，市场通过竞争机制引导火电企业参与系统调峰，开展多日滚动机组组合、电能量市场与深度调峰辅助服务市场（简称“深调市场”）联合运行，实现风火协调，促进新能源消纳。因火电机组仍保留计划电量且深调改造投资高，仅靠电能量市场还不足以激励火电机组承担深调责任，所以初期需要保留深调市场。火电机组参与发电和深调需占用同一出力资源，深调市场与电能量市场在资源配置上相互关联，但在电量上存在竞争关系，通过电能量市场和深调市场的联合优化，可提高主辅资源配置的效率，并借助市场化价格信号引导火电机组开展灵活性改造。在上述基础上，山西提出了基于多日滚动机组组合的日前电能量市场、实时电能量市场和深调市场联合优化的框架，实现多日机组组合、深度调峰市场与现货市场的联合优化运行^[9]，如图2-1所示，通过提前优化火电开停机安排、联合开展电能量和深度调峰交易，并根据实时运行情况动态调整发电计划，在保障系统安全运行的同时最大化新能源消纳。具体步骤如下：

多日滚动机组组合：通过对火电机组的启动费用、空载费用和电能量费用的综合竞价寻优，确定火电机组开停计划和新能源最大消纳能力，新能源场站滚动申报未来3天的功率预测曲线，调度技术支持系统滚动预测未来7天的新能源功率曲线。当调度系统预测第4-7天的新能源出力波动较大时，可适当调整机组组合的优化计算时长，以进一步提升火电机组运行的稳定性。

日前现货市场：在多日滚动机组组合环节后，截取次日机组组合开展日前电能量交易，以多日机组组合确定的火电开停计划和新能源消纳能力作为边界条件，通过对火电机组五段式的电能量费用的综合竞价寻优，出清计算得到日前现货市场中各火电机组的分时中标电量及各节点电价。

日前深调市场：根据前两个阶段确定的火电机组组合、火电发电计划及新能源出力情况，判断是否存在限风限光，如果存在则启动深度调峰市场，结合参与深度调峰市场机组的深度调峰报价及电网电源的各类运行约束要求，带安全约束的经济调度程序将在日前现货市场出清时联合开展省内深度调峰交易出清计算，经安全校核后得到火电机组的深度调峰电力曲线及分时深调电价、日前电能量市场电力曲线及节点电价、新能源出力计划，形成考虑深度调峰的安全约束日前发电计划。通过日前电能量市场和深调市场的联合优化出清，进一步降低火电机组出力、让出发电空间。

实时市场：在实时运行阶段，实时现货市场与实时深调市场联合运行。实时电能量市场基于日前机组组合结果和超短期负荷、新能源预测，出清计算得到现货电能量、节点电价和新能源出力计划。当日内新能源消纳困难时，启动实时深

度调峰交易，结合火电机组的深度调峰报价及电网电源各类运行约束条件，联合开展实时电能量市场和实时深调市场的优化出清计算，经安全校核后得到火电机组实时深度调峰电力曲线及电价、实时电能量市场电力曲线及节点电价、新能源出力计划。通过实时电能量市场和深调市场的联合优化出清，形成考虑深度调峰交易的安全约束实时发电计划。

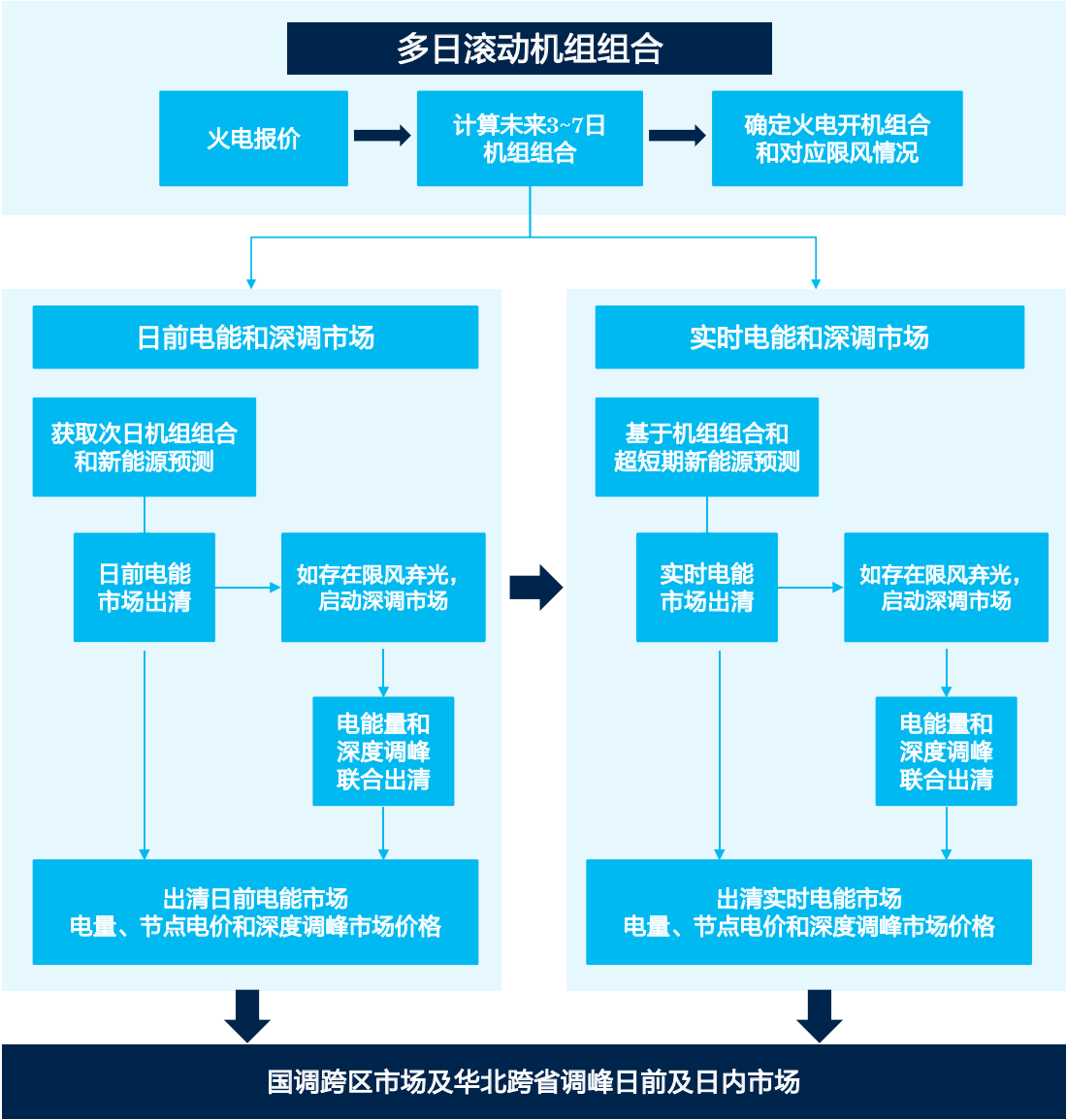


图2-1 山西多日机组组合、现货与深调市场联合优化框架

2.2 适应新能源全面入市的山西中长期和现货市场构想

2.2.1 电能量市场和备用市场半耦合出清模式

随着新能源装机占比持续提升，山西电网对灵活备用资源的需求不断增加，而现有市场机制对备用资源价值体现不足，难以充分激励火电机组提供备用服务。通过借鉴国外备用市场在资源优化配置和灵活性激励方面的经验，并结合山西新能源波动大、火电承担主要调节责任的实际情况，本研究提出了主辅协调的正备用市场机制^[10]，如图2-2所示。

其中，在出清协调环节，综合考虑山西正备用市场资源配置的最优性和起步阶段实践应用的可行性，提出以现货电能量市场和正备用市场的总费用最低为目标，采用确定机组组合、顺次出清备用和能量市场的半耦合出清协调模式，实现主辅市场协同优化。在结算环节，针对新能源跨日大幅波动导致火电机组预留备用容量增加的问题，提出除中标容量补偿外，进一步对备用服务供应商提供的富余发电容量给予补偿。

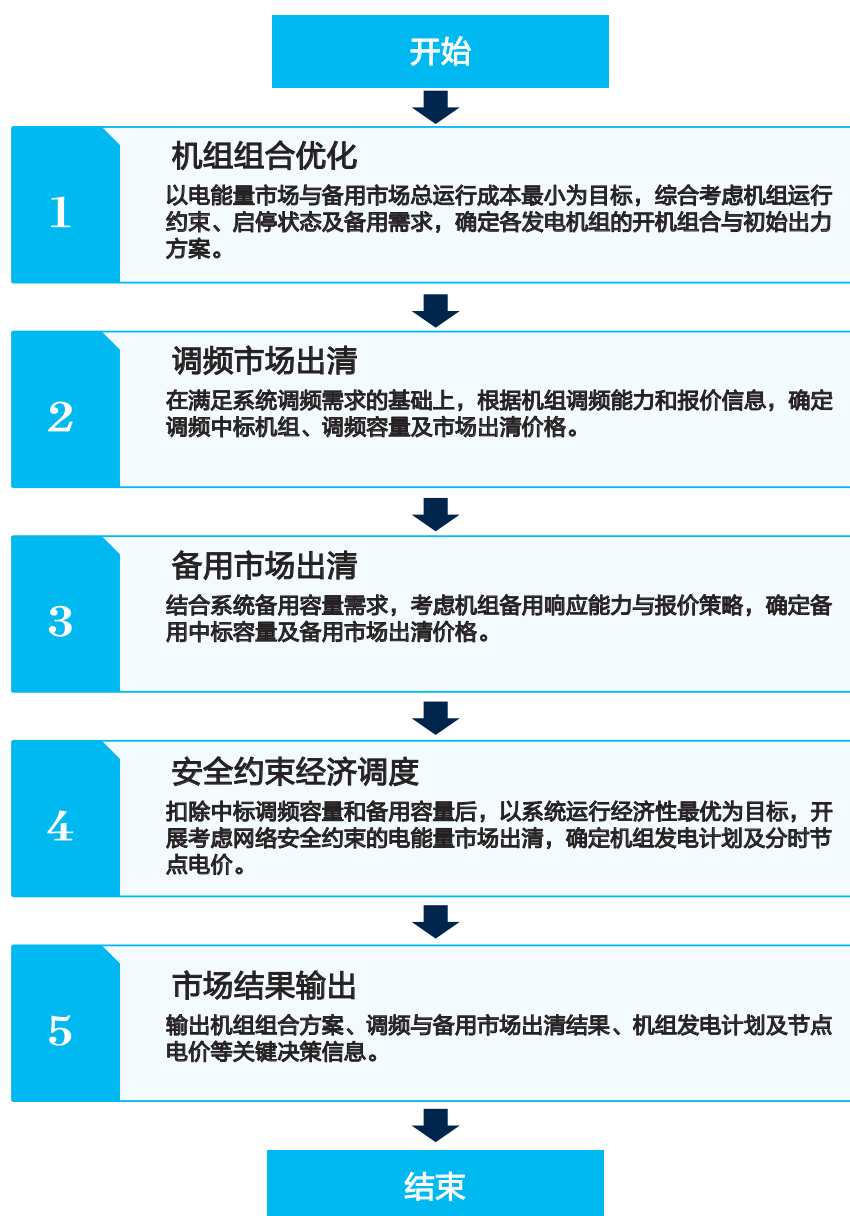


图2-2 电能量市场和备用市场半耦合出清流程

在未来山西现货市场运行中，建议日前市场交易组织按照以下顺序开展：首先，考虑电网安全约束、最小正备用容量等条件，以现货电能量市场和正备用市场总费用最小为目标进行机组组合优化，该阶段暂不确定各机组的具体发电计划和正备用容量，为后续市场出清提供灵活调度基础。其次，组织调频辅助服务市场出清，通过明确各时段中标调频机组及相应市场价格，为系统频率调节和应对新能源波动提供经济激励。然后，开展正备用市场出清，确定各时段机组中标正备用容量及市场价格，以保障系统在发生突发事件或负荷波动时具备可靠的备用

能力。最后，在预留调频机组的上调节容量和正备用机组中标容量的基础上，开展现货电能量市场出清，确定各机组分时发电计划曲线和节点电价，实现能源供需的精细化匹配和价格信号的合理传导。

2.2.2 电能量市场和调频辅助服务市场联合出清模式

在新能源装机占比持续提升、新能源全面参与市场交易规模不断扩大的背景下，山西目前采用的是现货电能量市场与调频辅助服务市场分设、顺次出清为主的运行模式，即先确定发电计划，再配置调频资源。然而，顺次出清机制因电能量与辅助服务市场独立运行存在显著缺陷，辅助服务只能依赖电能量市场出清后的剩余容量分配，易导致辅助服务单位价格攀升及总成本偏高，且在负荷高峰或调频需求激增时，还可能因容量不足引发市场出清失败。

基于顺次出清的基本模型，研究提出构建现货电能量市场与调频辅助服务市场的联合出清机制^[11]，在统一优化框架下同步考虑电能量供需平衡与系统调频需求。具体而言，在市场机制层面，引入负荷聚合商作为需求响应资源的市场代理主体，通过周期性合约方式从用户侧配置调频响应能力，并将其作为可交易的调频资源纳入辅助服务市场，为联合出清提供了可靠的灵活性资源基础。在市场出清层面，突破现行的“现货先行、调频补充”的顺次出清模式，构建统一的优化出清模型，将电能量出清成本与调频辅助服务成本同时纳入目标函数，在日前或实时阶段联合确定机组出力计划与调频容量分配方案。在价格形成与结算层面，遵循“统一优化、分项结算”的原则，现货市场通过边际定价机制形成电能量价格，价格水平不仅反映供需关系和网络约束，也间接体现调频容量占用带来的机会成本。

在山西新能源占比不断提高、调节需求持续上升和新能源市场交易逐渐深入推进的背景下，现货电能量-调频辅助服务市场联合出清能够有效避免在新能源市场化运行条件下大幅波动或负荷高峰时段出现“能量出清充分但调频能力不足”的风险，同时抑制调频辅助服务价格在紧张时段的非理性上升，实现电能量与调节能力的协同配置。

第三章

山西适应新能源全面入市的关键市场机制

3.1 机制电价的作用定位

3.1.1 机制电价与中长期和现货市场的关系

在新能源全面入市的背景下，山西逐步构建了以“中长期市场和现货市场为价格形成核心、机制电价作为结算调节手段”的市场运行体系。整体来看，电能量交易组织和价格形成主要通过中长期与现货市场完成，而机制电价不参与市场竞争与出清，而是通过事后差价结算对新能源收益进行调节，三者和功能定位上各有侧重、协同运行。

中长期市场通过年度、月度等周期安排交易，为新能源及其他市场主体提供相对稳定的电量安排和收益预期。具体而言，中长期交易以分时段电量为标的，形成合同电量曲线，发挥稳定市场预期和降低价格波动风险的作用。

现货市场是山西电力市场反映实时供需和电网运行约束的关键环节。通过日前市场和实时市场出清，形成具有时序性和空间性的电价信号，决定各类发电资源在具体时段的发电安排及结算价格。新能源发电主体须按照市场规则参与报价和出清，其发电量和收入首先由现货市场价格决定，因此现货价格能较为真实地反映系统边际成本和资源稀缺程度，是市场效率导向的主要信号。

机制电价在山西市场的核心定位是收益稳定工具，通过差价结算方式实现新能源收入平滑。具体而言，机制电价不影响中长期或现货市场出清结果，当新能源平均结算价格低于机制电价时予以补偿，超出部分则回收，避免双重获利，由此形成“中长期—现货—机制电价”的层级关系，中长期市场提供基本稳定性，现货市场形成实时价格信号，机制电价在结算层面托底和缓释风险，既保持市场化价格信号完整，又保障新能源持续投资和规模化发展。

3.1.2 机制电价与绿证交易的衔接

为推动新能源全面参与电力市场，机制电价与绿证制度的衔接正在成为新能源市场化发展的关键环节。《山西省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》^[12]指出，绿色电力交易申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格，有助于更加清晰地反映绿色电力的双重商品属性。在省内绿色电力交易中，不再单独组织集中竞价和滚动撮合，而主要通过双边协商、挂牌交易等方式开展，这表明绿色电力交易更强调交易双方基于绿色消费需求、自愿认购意愿和长期合作关系形成价格。与此同时，在合理衔接、风险可控前提下鼓励开展多年期绿色电力交易，也说明绿电交易正在由短期单次成交逐步向中长期稳定交易机制演进。

机制电价与绿电交易衔接的核心在于防止同一部分新能源电量同时获得机制保障收益和绿证收益，避免重复补偿和重复激励。对于已签订绿色电力交易合同的新能源项目，如果其当月绿电合约电量超过实际上网电量扣除机制电量后的剩余部分，则超出部分需要从当月机制电量中相应扣减。对于新签订绿色电力交易合同的项目，也执行相同原则，并在后续年度继续按规定扣减相应机制电量比例。这意味着，一旦某部分新能源电量通过绿色电力交易进入市场并附带实现绿证价值，该部分电量就不应再继续完整享受原有机制电量保障。其本质是通过电量扣减方式，建立绿电交易与机制电量之间的对应关系，使市场化收益与机制性收益边界更加清晰。

3.2 机制电价实施方案

2025年11月17日，山西省公布了《山西省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》，该方案将存量与增量新能源项目进行了明确区分，分别制定了相应的电价机制，并规定新能源项目的上网电量应全部参与电力市场的交易，通过“报量报价”的方式形成上网电价。对于暂时不具备交易条件的项目，则需接受市场形成的价格。

在市场交易中，若纳入机制的电量市场交易均价低于或高于机制电价，电网企业将进行差价结算，该结算费用将纳入系统运行费用，由所有工商业用户按照其用电量进行分摊。该方案将存量项目与现有政策衔接，促进平稳过渡；按年度对增量项目的机制电量规模、竞价上下限、执行期限等动态调整，在充分发挥市场作用的同时，保障投资主体获得合理收益。

根据2025年和2026年的新能源机制电价竞价结果^{[13]-[14]}（见表3-1），发现如下特点：

机制电量规模扩大。2025年，山西新能源机制电量总规模为54.57亿千瓦时，其中风电14.82亿千瓦时、光伏39.75亿千瓦时。2026年，机制电量总规模增至81.86亿千瓦时，其中风电35.60亿千瓦时、光伏46.26亿千瓦时，较2025年增加了27.29亿千瓦时，增幅较为明显。其中，风电机制电量增长最突出，反映出在新一轮竞价中纳入机制保障范围的风电项目明显增加，光伏机制电量也保持增长，表明山西新能源项目进入机制保障范围的规模在持续扩大。

机制电价整体小幅度下降。风电机制电价由2025年的0.28466元/千瓦时下降到2026年的0.277元/千瓦时，降幅约为2.69%。光伏机制电价由2025年的0.31999元/千瓦时下降到2026年的0.3168元/千瓦时，降幅约为1%。这说明在第二轮竞价中，无论是风电还是光伏，报价都趋于下降，但下降幅度并不大，整体呈现稳中略降的特征。

项目入选数量增加，市场参与程度提高。2025年共有4946个项目入选，2026年增加到5309个，新增363个项目。从结构上看，光伏项目数量仍然占绝大多数，分布式光伏依然是参与主体，但2026年风电入选项目数量也有所提升。这说明山西省机制电价政策的吸引范围扩大，市场主体参与竞价的积极性不断提升，市场参与活跃度提高。

表3-1 2025-2026年山西新能源机制电价竞价结果		
指标	2025年	2026年
机制电量总规模（亿千瓦时）	54.57	81.86
风电机制电量（亿千瓦时）	14.82	35.60
光伏机制电量（亿千瓦时）	39.75	46.26
风电机制电价（元/千瓦时）	0.28466	0.27700
光伏机制电价（元/千瓦时）	0.31999	0.31680
入选项目总数（个）	4946	5309

3.3 机制电价退坡的量化分析

从新能源入市角度看，市场价格与机制电价的交点可视为新能源项目完成退坡的重要标志，即当两者达到平衡时，意味着新能源已基本摆脱补贴和机制电价支持，具备独立参与市场竞争的能力。当市场电价高于机制电价时，项目能够依靠市场收益覆盖全部投资和运营成本。

为量化山西机制电价政策可能的退坡时间节点，本报告采用净现金流平衡方程测算增量新能源项目的机制电价水平，计算过程详见附录。

结合水规总院发布的《中国可再生能源工程造价管理报告2024年度》^[15]，本报告进行机制电价测算时用到的风电与光伏项目的基本参数如表3-2所示，风电与光伏项目的初始投资成本随年度的变化情况如图3-1所示。

表3-2 风电与光伏项目基本参数		
项目类型	陆上风电	光伏
装机容量	1 MW	1 MW
生命周期	20年	25年
机制电价锁定期	前10年	前10年
后续市场化结算期	后10年	后15年
折现率	6%	6%
机制电量比例	85%或70%	85%或70%
利用小时数	1900 h	1100 h
年度运维成本	100元/kW	44元/kW

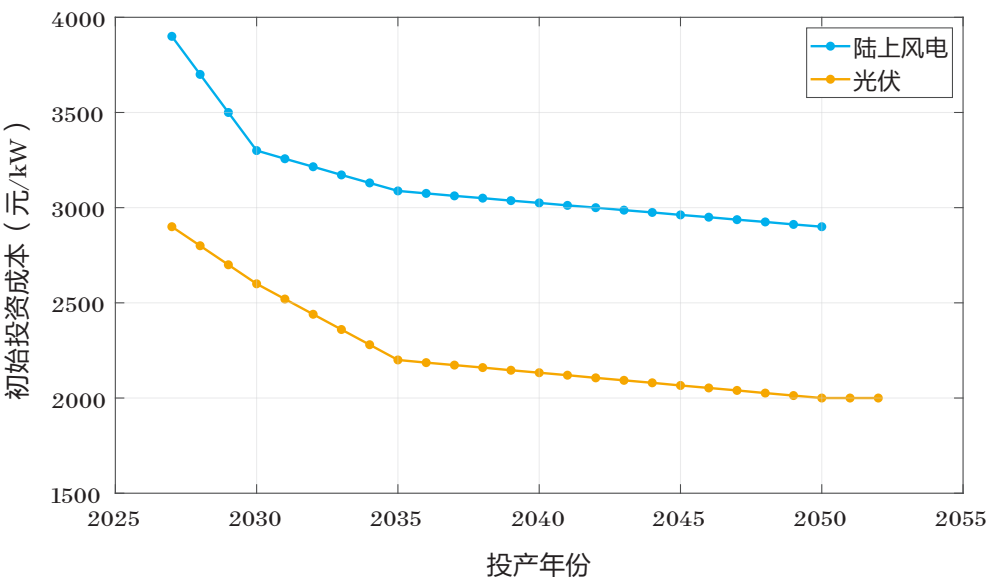


图3-1 风电与光伏项目的初始投资成本

基于表3-1给出的2025-2026年新能源机制电价竞价结果以及表3-2和图3-1给出的计算参数，根据净现金流平衡方程（1）和（2）¹计算得到在不同机制电量

¹ 方程（1）和（2）详见附录。

比例下，2027-2050年的风电与光伏项目机制电价如图3-2所示。

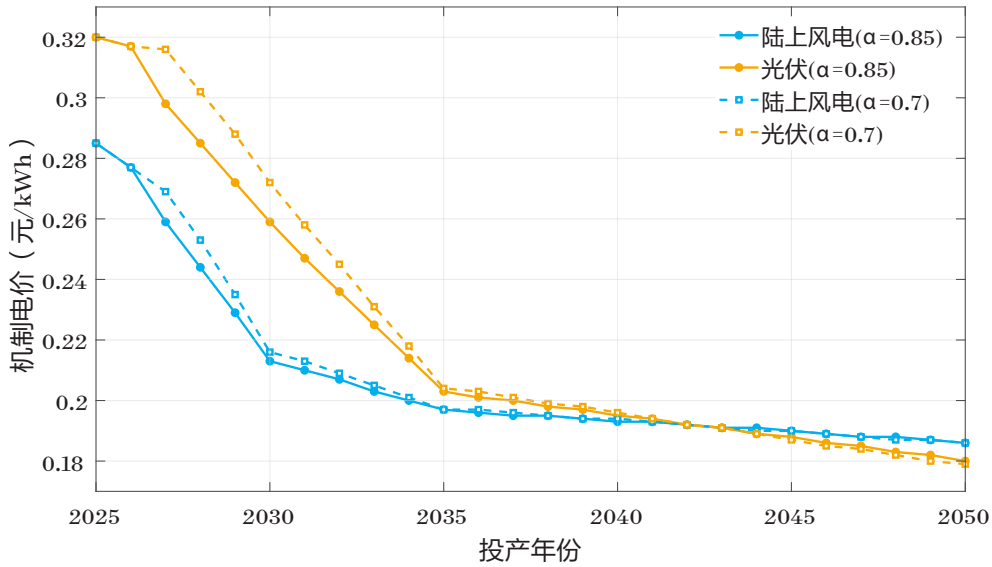


图3-2 2025-2050年风电与光伏机制电价

根据中国石油大学（华东）的统计，山西省2025-2026年的电力市场平均结算电价约为0.34元/kWh和0.30元/kWh，同时根据文献^[16]，山西省2030年和2050年的电价预测值分别是0.1983元/kWh和0.1899元/kWh，本报告采用两阶段指数下降方法测算山西省2027-2050年的市场电价，步骤如下：

第一阶段是2025-2030年，其年均复合下降率为：

$$r_1 = \left(\frac{0.19839}{0.303} \right)^{\frac{1}{4}} \approx 0.8988 \quad (3)$$

第二阶段是2030-2050年，其年均复合下降率为：

$$r_2 = \left(\frac{0.18996}{0.19839} \right)^{\frac{1}{20}} \approx 0.99785 \quad (4)$$

则2025-2050年山西电力市场的平均结算价格如图3-3所示。

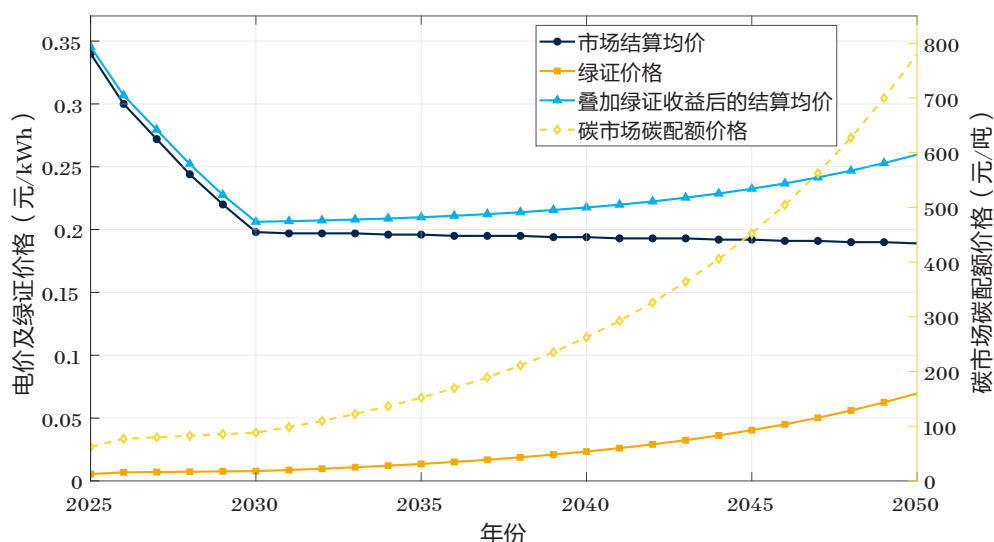


图3-3 2025-2050年的绿证价格、碳配额价格、山西市场结算均价及叠加绿证收益后的市场结算均价

此外，根据国家能源局报告^[17]，2025年我国绿证交易价格总体呈现上涨趋势，从绿证单独交易情况看，2023年及以前电量绿证均价为0.72元/个，2024年升至2.12元/个，2025年进一步升至5.57元/个，交易价格呈明显梯度递增趋势。另一方面，绿证市场制度也在加快完善，预计到2027年交易制度将基本健全，到2030年，市场制度将进一步成熟^[18]。同时，2025-2026年我国碳市场碳排放配额价格分别为62.36元/吨和77.11元/吨^{[19]-[21]}，未来有望进一步走高。清华大学张希良教授团队基于我国2060年碳中和目标的研究预测，我国2030年的碳价约为13美元/吨（约合人民币87元/吨），2050年的碳价约为115美元/吨（约合人民币773元/吨），2060年的碳价约为327美元/吨（约合人民币2197元/吨）。

绿证与碳市场碳排放配额分别从可再生能源环境属性和碳减排成本两个维度反映出新能源的绿色低碳环境价值。假设绿证价格与碳排放配额价格存在同比联动关系，即绿证价格随碳排放配额价格的变化按固定比例同步变化，碳排放配额价格上升将直接带动绿证价格同比上升，由此推算得到的2026-2050年我国的碳市场排放配额价格与绿证价格如图3-3所示，并将叠加绿证收益后的电力市场结算均价一并列于图3-3中。

据此，测算得出机制电量占比85%场景下的山西风电和光伏机制电价曲线，以及电力市场平均结算电价曲线（图3-4），机制电量占比70%场景下的机制电价与市场平均结算电价曲线（图3-5），以及机制电量占比85%场景下的机制电价与叠加绿证收益之后的市场平均结算电价曲线（图3-6）。

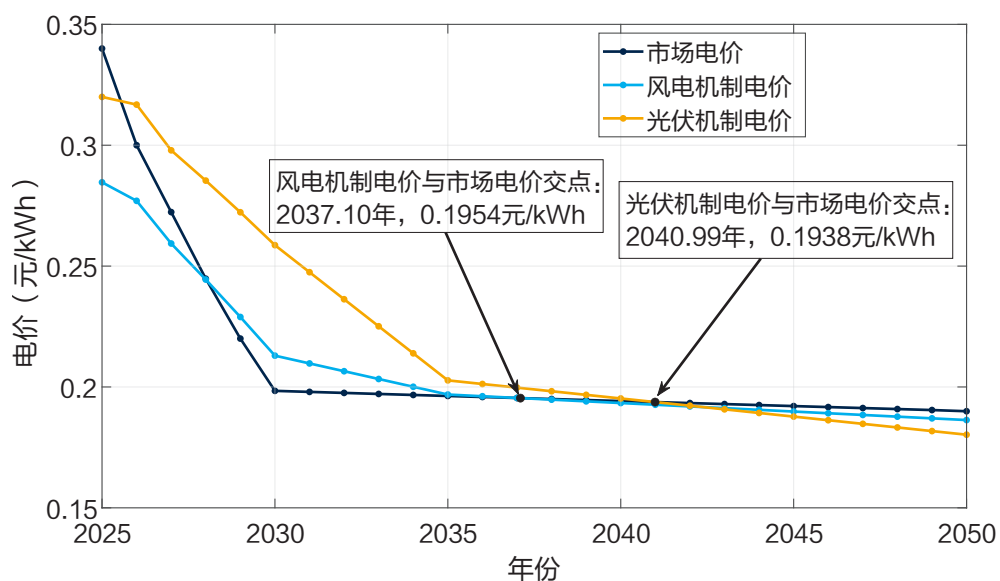


图3-4 机制电价与市场结算均价（机制电量占比85%）

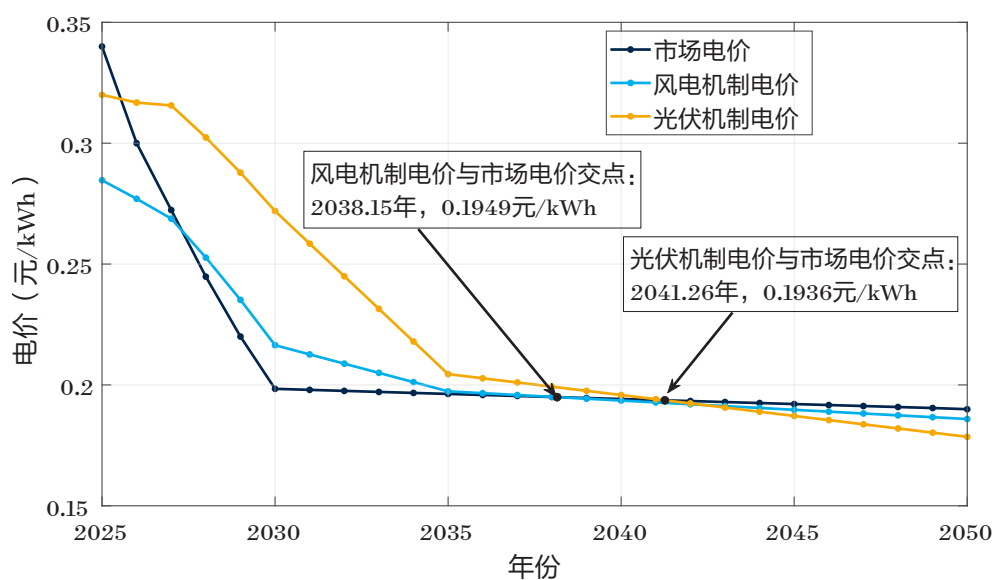


图3-5 机制电价与市场结算均价（机制电量占比70%）

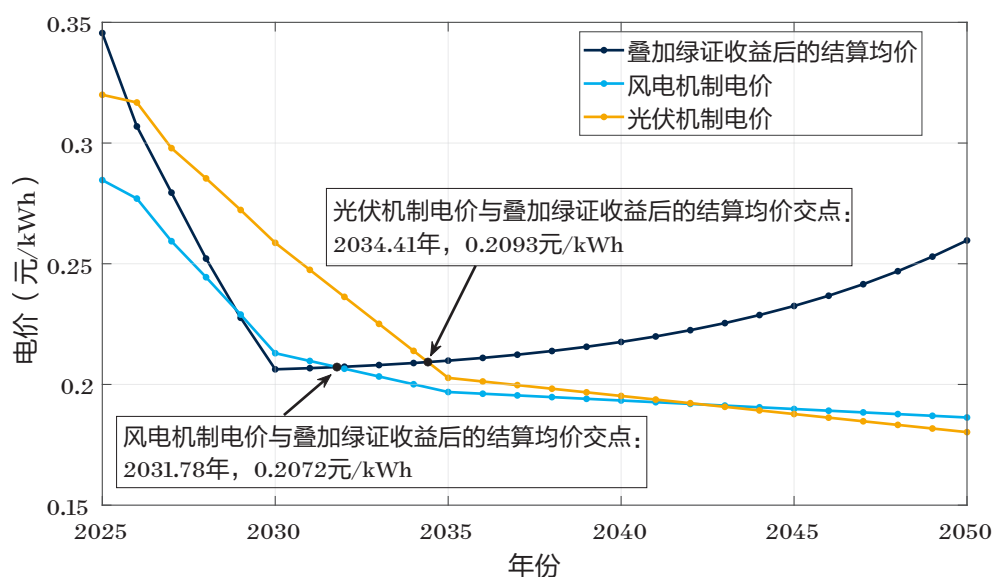


图3-6 机制电价与叠加绿证收益后的市场结算均价（机制电量占比85%）

从市场结算均价与风电、光伏机制电价的长期变化趋势来看，随着技术进步、设备成本下降以及产业链持续成熟，风电和光伏项目的度电成本和所需的机制电价均呈现稳定下降趋势。由图3-4和图3-5可知，光伏机制电价下降速度略快于风电，而市场电价在2030年前快速下降后逐渐趋于平稳。在机制电量占比85%的情况下，风电预计于2037年左右完成退坡，光伏发电预计于2041年前后完成退坡。在机制电量占比70%的情况下，风电预计于2038年左右完成退坡，光伏发电预计于2041年前后完成退坡。此后，新能源将逐步由政策驱动转向市场驱动，其投资收益将更多依赖技术进步、运行效率提升以及电力市场机制完善带来的竞争优势。

从测算结果可以发现，降低机制电量比例后，光伏机制电价的退坡时间变化很小，原因在于：降低机制电量比例会提高单位机制电价，退坡时点由机制电价曲线与市场电价曲线的交点决定，而非仅由机制电价水平决定。在2040-2042年附近，光伏机制电价下降速率明显快于市场电价下降速率，因此即使机制电量占比由85%降至70%后使光伏机制电价小幅上移，但光伏机制电价曲线仍会在较短时间内重新与市场电价曲线相交。相比之下，风电机制电价在退坡区间内与市场电价的下降速率更接近，机制电价小幅上移会带来更明显的交点后移。因此，70%机制电量占比下的光伏机制电价退坡时间仍维持在2041年前后。

如图3-6所示，叠加绿证收益后，在机制电量占比85%的情况下，风电预计于2032年前后完成退坡，光伏预计于2035年左右完成退坡。相比于单独考虑电力市场平均结算电价，光伏与风电机制电价完成退坡的时间均提前了5-6年，说

明绿证机制的引入使得光伏与风电提前进入平价化阶段。由此得出，绿证价格越高，市场化绿电收益越高，新能源对机制电价补偿的依赖越弱，机制电价退坡越快；绿证价格越低，新能源则需要更长时间的机制电价政策支撑，机制电价退坡越慢。

第四章

建议

山西电力现货市场已进入常态化运行阶段，新能源全面入市进一步强化了市场机制在资源配置、风险管理和系统安全保障中的作用。结合前文对山西电力供需形势、中长期与现货市场衔接、机制电价退坡的分析，未来政策重点不应局限于单一交易环节，而应围绕“有序入市、灵活支撑、价值实现”形成相互衔接的制度体系：以中长期和现货市场完善新能源价格发现与风险管理，以容量和辅助服务机制保障系统可靠性，以绿电、绿证等机制体现绿色环境价值。

4.1 新能源入市衔接机制

新能源全面入市并不意味着政策保障机制的取消，而是在市场形成价格的基础上，通过规则衔接、风险缓释和动态评估实现平稳过渡。山西应充分发挥现货市场的价格发现优势，同时强化中长期合约的风险管理功能，使机制电价、绿证收益和容量保障各归其位，避免规则并行但结算逻辑相互冲突。

4.1.1 规范中长期与现货市场结算机制，统一市场主体结算逻辑

按照国家统一电力市场建设要求完善中长期交易结算规则，允许交易双方根据合同性质和风险管理需求自主约定结算参考点，逐步将中长期合约统一为基于“合同价格与结算参考点现货价格差值”的差价结算。通过统一合同、日前和实时市场结算，使中长期合约真正发挥金融对冲作用，而不是形成与现货市场相互割裂的物理电量安排。

同步做好新能源可持续发展价格结算机制与省内中长期、现货市场的衔接。机制电价应仅用于对符合条件的机制电量进行差价结算，不改变中长期和现货市场的出清结果，也不替代市场形成的节点或分区价格。统一新能源与其他市场主体的结算口径，公开结算参考点、差价计算、偏差处理和费用分摊规则，减少企业适配多套结算逻辑所产生的核算成本与合规风险。

4.1.2 完善新能源参与中长期市场的交易机制，增强风险管理能力

结合新能源出力波动大和预测误差较高的特征，应进一步丰富年度、月度、

周、多日滚动及日内交易品种，适度缩短交易周期、提高交易频次，并完善合同转让、回购和分解机制。鼓励新能源企业根据可预测出力分层签订中长期合约，合同电量应与可实现发电能力相匹配，避免通过高比例签约替代风险管理，降低因过度签约造成的偏差考核风险。

探索风光储联合体、大型新能源基地与配套调节电源协同参与市场的方式。在明确内部计量、责任边界和收益分配的前提下，允许资源组合形成更平稳的外部交易曲线。对分布式新能源、虚拟电厂和需求侧资源，应通过聚合商、平台集中交易或接受市场价格等方式降低参与门槛，并建立与其规模和可调能力相适应的计量、结算与信用管理制度。

4.1.3 优化现货市场价格机制，减少不必要的结算环节干预

现货市场应主要依靠节点或分区价格反映电力供需、网络阻塞和调节资源稀缺程度。对于火电机组晚高峰顶峰发电，应通过高峰时段现货价格和容量考核形成激励和约束，不宜在出清后以人工折算方式替代市场形成的结算价格。确需实施临时价格干预时，应明确启动条件、适用期限和退出机制，并对干预效果开展独立评估，防止临时措施固化为常态规则。

在风险可控的前提下优化申报与出清价格下限，逐步增强低价和负电价对供需调节的作用。价格下限应综合考虑新能源项目可获得的补贴、绿证和其他环境价值收益，使市场价格能够在低负荷、新能源大发时段真实反映电能量的边际价值，并通过引导发电侧主动降出力、储能充电和增加可调负荷用电等方式，提高新能源消纳能力。与此同时，设置异常报价识别、市场力监测和风险准备机制，防止价格边界调整演变为不当竞争或市场操纵。

4.1.4 建立差异化实施与全过程评估机制

新能源入市方案应与山西资源禀赋、电源结构、外送规模和负荷特征相匹配。根据风电、光伏项目成本与收益差异，合理确定机制电量规模、竞价组织方式和执行期限，避免采用单一比例或统一参数覆盖不同技术类型、不同投产年份和不同消纳条件的项目。对于集中式基地、分布式项目以及配建储能项目，可在规则一致的前提下设置差异化参与路径。

建立覆盖报价、出清、结算、偏差、电量消纳和项目收益的跟踪监测体系，定期评估新能源入市对现货价格、弃风弃光、火电利用小时、储能调用和用户成本的影响。对于申报充足率、末位机组成交比例、机制电量规模等关键参数，根据评估结果动态优化，确保改革节奏与系统承受能力相协调。

4.2 新能源发展引导机制

高比例新能源系统的安全运行不仅取决于电能量市场，还取决于可靠容量、灵活调节、功率预测和主动支撑能力。山西应以市场化方式识别和补偿这些系统价值，形成兼顾短期运行与长期投资的价格信号，推动煤电、储能、需求响应和新能源自身共同承担系统调节责任。

4.2.1 稳步建立发用两侧双边竞价容量市场

推动火电、新能源、储能、虚拟电厂等供应主体与售电公司、批发用户等需求主体共同参与容量市场，建立有效容量评估机制，通过集中竞价、边际出清开展容量交易及转让，完善供需双方履约考核。明确容量市场回收固定成本、电能量市场回收变动成本的定位，适度放开中长期交易量价约束，加强与现货及辅助服务市场的衔接。

4.2.2 完善辅助服务市场和成本疏导机制，充分体现灵活调节价值

持续完善调频、备用、调峰等辅助服务交易机制，并结合新能源占比提高后的运行需求，建立快速爬坡、转动惯量、无功支撑和黑启动等服务品种。新增品种应明确技术标准、性能测试、计量方法和与现有考核机制的边界，避免同一性能既被强制考核又获得补偿。补偿标准应综合机会成本、实际调用和服务质量，形成“按效果付费”的激励机制。

辅助服务费用应按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则合理疏导。识别不同主体对调频、备用和爬坡需求的贡献，逐步提高费用分摊的精细化程度，同时避免将全部系统转型成本简单归因于单一类型新能源。通过合理的成本分摊与价格信号，引导新能源企业提高预测精度和涉网性能，引导储能、灵活负荷和传统电源主动提供调节服务。

4.3 新能源绿色价值体系

新能源全面参与电能量市场后，仅依靠现货和中长期电价难以完整体现其绿色环境价值。应完善绿电、绿证和机制电价之间的功能分工，推动绿色价值从政策认定转化为可交易、可追踪和可核验的市场收益，并与新能源项目由政策保障向市场化经营的转变相协调。

4.3.1 建立绿证收益与机制电价退坡的动态联动机制

机制电价退坡测算不应仅比较市场结算均价与风电、光伏机制电价，还应将绿证收益纳入新能源综合市场化收益。建立“市场结算均价+可实现绿证收益”

的动态评估口径，根据不同技术类型、交易活跃度和绿证价格变化定期测算项目收益水平。当综合收益能够覆盖合理成本并形成稳定预期时，可逐步降低机制电量比例或加快机制电价退坡；当市场收益显著不足时，则应保持必要的过渡性保障。

动态联动不宜机械采用单一年度价格，而应参考一定周期的加权平均收益，并充分考虑区域消纳条件、限电风险和项目成本差异。应提前公布评估方法、触发条件和调整周期，增强政策可预期性，避免绿证价格短期波动导致机制电价频繁调整。通过稳定、透明的退坡路径，引导企业将经营重点由争取固定补偿转向提高发电效率、交易能力和绿色价值实现水平。

4.3.2 明确机制电量、绿电交易和绿证收益边界，防止重复补偿

按照不同政策工具的功能明确收益归属。机制电价用于稳定符合条件项目的电能量收益，绿证用于体现可再生能源绿色环境属性，绿电交易则同时完成电能量和绿色属性的市场化交易。对于纳入机制的电量，应明确对应绿证的核发、划转和收益归属规则；对于未纳入机制的市场化电量，应允许项目通过绿电交易或绿证交易实现环境价值。

建立电量、结算和绿色属性统一追踪机制，对发电、交易、结算、绿证核发及注销信息进行一致性校核，避免同一电量同时获得机制电价差价补偿和环境溢价。对于集中式与分布式项目、跨省区绿电交易以及多年期合同，应明确绿色属性随电量转移的规则和责任主体，提高市场透明度与环境权益可信度。

进一步理顺绿电、绿证与碳市场的功能关系，避免不同环境权益重复计算。绿证主要证明可再生能源电力的绿色属性，碳市场主要约束重点排放单位的温室气体排放，两者应在核算边界、信息披露和凭证使用方面保持衔接。通过统一标准、可信追踪和信息公开，提升绿色电力消费的社会认可度，使新能源绿色环境价值形成稳定、可持续的市场需求。

4.3.3 扩大绿色电力消费和长期交易，形成可持续的需求

持续扩大省内和跨省区绿色电力交易规模，鼓励重点用能企业、出口型企业和公共机构通过绿电交易或购买绿证履行可再生能源消费责任。推动绿电交易由短周期、一次性采购向多年期绿色电力合约发展，允许发用双方根据项目建设进度、负荷变化和市场价格设置分阶段电量、价格调整和合同转让条款，以长期需求稳定新能源投资预期。

总体而言，山西应以电能量市场形成短期价格信号，以中长期合约管理经营风险，以容量和辅助服务机制保障系统可靠性，以绿电绿证市场体现绿色环境价

值，并通过机制电价实现改革过渡期的收益稳定。各类机制既要相互衔接，又要边界清晰，最终形成能够同时保障安全、促进消纳、稳定投资和体现新能源多维价值的市场体系。

附录

增量风电项目的机制电价计算如式（1）所示。

$$I_0^{WT} = \sum_{t=1}^{10} \frac{[\alpha E_t^{WT} \epsilon^{WT} + (1-\alpha) E_t^{WT} \epsilon_t^{market}] - C^{WT}}{(1+r)^t} + \sum_{t=11}^{T^{WT}} \frac{E_t^{WT} \epsilon_t^{market} - C^{WT}}{(1+r)^t} \quad (1a)$$

$$E_t^{WT} = \bar{P}^{WT} H_t^{WT}, \quad t=1,2,\dots,T^{WT} \quad (1b)$$

$$I_0^{WT} = k^{WT} \bar{P}^{WT} \quad (1c)$$

$$C^{WT} = v^{WT} \bar{P}^{WT} \quad (1d)$$

其中， I_0^{WT} 为投产当年风电项目总投资成本， E_t^{WT} 为第t年风电发电量（kWh）， T^{WT} 为风电项目的生命周期， H_t^{WT} 为第t年风电利用小时数（h）， α 为机制电量比例， ϵ^{WT} 为风电的机制电价（元/kWh）， ϵ_t^{market} 代表第t年的市场电价（元/kWh）， r 代表折现率， C^{WT} 为风电年度运维成本（元）， $\bar{P}^{WT}$ 代表风电装机容量（kW）， H_t^{WT} 为第t年风电利用小时数（h）， k^{WT} 代表风电项目的初始投资成本（元/kW）， v^{WT} 为风电项目的年度运维成本（元/kW）。

增量光伏项目的机制电价计算如式（2）所示。

$$I_0^{PV} = \sum_{t=1}^{10} \frac{[\alpha E_t^{PV} \epsilon^{PV} + (1-\alpha) E_t^{PV} \epsilon_t^{market}] - C^{PV}}{(1+r)^t} + \sum_{t=11}^{T^{PV}} \frac{E_t^{PV} \epsilon_t^{market} - C^{PV}}{(1+r)^t} \quad (2a)$$

$$E_t^{PV} = \bar{P}^{PV} H_t^{PV}, \quad t=1,2,\dots,T^{PV} \quad (2b)$$

$$I_0^{PV} = k^{PV} \bar{P}^{PV} \quad (2c)$$

$$C^{PV} = v^{PV} \bar{P}^{PV} \quad (2d)$$

其中， I_0^{PV} 为投产当年光伏项目的总投资成本， E_t^{PV} 代表第t年光伏发电量（kWh）， T^{PV} 为光伏项目的生命周期， H_t^{PV} 表示第t年光伏利用小时数（h）， α 为机制电量比例， ϵ^{PV} 为光伏的机制电价（元/kWh）， ϵ_t^{market} 代表第t年的市场电价（元/kWh）， r 代表折现率， C^{PV} 为光伏年度运维成本（元）， $\bar{P}^{PV}$ 为光伏装机容量（kW）， H_t^{PV} 为第t年光伏利用小时数（h）， k^{PV} 为光伏项目的初始投资成本（元/kW）， v^{PV} 为光伏项目的年度运维成本（元/kW）。

参考文献

- [1] 新浪财经.重磅! 山西省电力装机情况及利用小时数发布! 山西整体光伏弃光限电率已超过10%。[EB/OL]. (2026-02-07)[2026-06-10]. <https://finance.sina.com.cn/roll/2026-02-07/doc-inhkxucr4495017.shtml>.
- [2] 山西省人民政府.2023年山西发电装机容量、发电量与外送电量均创历史新高[EB/OL]. (2024-03-03)[2026-06-10]. https://www.shanxi.gov.cn/ztjj/2024qglh/2024qglhsxyw/202403/t20240303_9512031.shtml.
- [3] 山西省统计局.2022年山西省电力运行稳中向好[EB/OL].国家发展和改革委员会网站, 2023-01-31[2026-06-10]. https://www.ndrc.gov.cn/fgsj/tjsj/jjyx/202301/t20230131_1365945.html.
- [4] 山西省人民政府.探索新路径构建新体系[EB/OL].山西省人民政府门户网站, 2026-01-24[2026-06-10]. https://www.shanxi.gov.cn/ywdt/sxyw/202601/t20260124_10046947.shtml.
- [5] 山西省人民政府.政府工作报告[EB/OL].山西省人民政府门户网站, 2026-02-09[2026-06-10]. https://www.shanxi.gov.cn/ywdt/sxyw/202602/t20260209_10058780.shtml.
- [6] 国家能源局山西监管办公室.关于印发《山西电力中长期市场实施细则》的通知(晋监能市场规〔2026〕1号)[EB/OL].国家能源局山西监管办公室网站, 2026-05-26[2026-06-10]. https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202605/t20260526_301739.html.
- [7] 国网山西省电力公司.关于印发《电力市场规则体系(V16.0)》的通知(晋能源电力发〔2025〕260号)[EB/OL]. 2026-03-11[2026-06-10]. <http://www.sx.sgcc.com.cn/homepage/wbw/articles/202603/a1164834.html>.
- [8] 国家能源局山西监管办公室.关于印发《山西电力辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则(2025年修订版)》的通知(晋监能市场规〔2025〕2号)[EB/OL].国家能源局山西监管办公室网站, 2025-01-20[2026-06-10]. https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202501/t20250120_275547.html.
- [9] 丁强,任远,胡晓静,等.山西电力现货与深度调峰市场联合优化机制设计与实践[J].电网技术, 2021, 45(6): 2219-2228.
- [10] 邹鹏,崔校瑞,何希然,等.山西电力备用辅助服务市场机制设计与实践[J].电网技术, 2024, 48(6): 2490-2501.
- [11] 白云霄,戴漫茹,季天瑶,等.新型电力系统背景下考虑新能源的现货电能量和调频市场交易机制[J].南方电网技术, 2026, 20(4): 96-106+139.

- [12] 国网山西省电力公司.关于印发《山西省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》的通知[EB/OL].国网山西省电力公司网站, 2025-11-17[2026-06-10] <http://www.sx.sgcc.com.cn/homepage/wbw/articles/202511/all64202.html>.
- [13] 吕梁市人民政府.山西省发展和改革委员会关于公布2025年新能源机制电价竞价结果的通知[EB/OL].吕梁市人民政府网站, 2025-12-30[2026-06-10]. http://www.lvliang.gov.cn/llxxgk/zfxxgk/xxgkml/zdlygk/jgysf_59173/202512/t20251230_2006312.html.
- [14] 山西省发展和改革委员会.山西省发展和改革委员会关于公布2026年新能源机制电价竞价结果的通知[EB/OL].山西省发展和改革委员会网站, 2026-02-13[2026-06-10]. https://fgw.shanxi.gov.cn/tzgg/202602/t20260213_10062928.shtml.
- [15] 中国电力企业联合会技术经济专业委员会,水电水利规划设计总院.中国可再生能源工程造价管理报告2024年度[R].北京:中国电力企业联合会, 2024.
- [16] Wang S, Mo J, Yang J, et al. Scenario-based projections of electricity prices in China's carbon-neutral transition[J]. Iscience, 2025, 28(7).
- [17] 山西省能源局.山西省能源行业相关新闻动态[EB/OL].山西省能源局网站, 2026-05-25[2026-06-26].https://nyj.shanxi.gov.cn/xwzx/xyxw/202605/t20260525_10133432.shtml.
- [18] 国家能源局.关于加强能源行业管理与政策信息发布的相关文件解读[EB/OL].国家能源局网站, 2026-01-07[2026-06-26]. <http://www.nea.gov.cn/20260107/9a905f263a8b4aa4a06e1a96855cc8eb/c.html>.
- [19] 国家发展和改革委员会.关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知[EB/OL].国家发展和改革委员会网站, 2025-03-18[2026-06-26]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202503/t20250318_1396627.html.
- [20] 生态环境部.关于应对气候变化与碳达峰碳中和相关政策文件[EB/OL].生态环境部网站, 2025-01-05[2026-06-26]. https://www.mee.gov.cn/ywgz/ymqhbh/syqhbh/202501/t20250105_1099975.shtml.
- [21] 生态环境部.关于应对气候变化与温室气体排放相关工作的政策文件[EB/OL].生态环境部网站, 2025-01-05[2026-06-26]. https://www.mee.gov.cn/ywgz/ymqhbh/wsqtzkz/202601/t20260101_1139528.shtml.



自然资源保护协会

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



关注我们